



***Informe de Mínimo Técnico  
Parque Eólico Monte Redondo***

## Índice

1.- Resumen ejecutivo .....	ii
2.- Definición de Mínimo Técnico .....	iii
3.- Antecedentes de la declaración .....	iii
3.1.- Antecedentes técnicos de diseño .....	iii
3.1.1.- Antecedentes generales y unilineal .....	iii
3.1.2.- Características de las turbinas .....	iv
3.1.3.- Características de los transformadores .....	vii
3.1.4.- Curva de potencia garantizada de la turbina.....	vii
3.1.5.- Antecedentes técnicos que respalden y expliquen el comportamiento esperado o desempeño registrado.....	ix
4.- Parámetros de potencia activa y pérdidas de Parque Solar.....	xi
5.- Conclusión.....	xiii

## 1.- Resumen ejecutivo

El Parque Eólico Monte Redondo está formado por 24 aerogeneradores del tipo DFIG de 2 MW c/u, totalizando una potencia instalada de 48 MW.

En base a pruebas efectivas realizadas el día martes 06 de agosto de 2019 consistentes en pausar todas las unidades excepto una (WTG 07) y llevándola al mínimo técnico teórico dado por el fabricante (500 kW), se comprobó que el punto de control del sistema está localizado a la salida del trafo de 23 kV, el que se encuentra dentro de la góndola o nacelle de cada aerogenerador, aguas arriba del transformador principal de la central (23 kV/220 kV). Como evidencia, se adjunta el siguiente documento:



Report min  
tecn\_07082019.xlsx

Tal como se observa en el Excel, en la misma prueba se bajó paulatinamente la consigna de potencia de la unidad WTG 07 en el punto de 23 kV para determinar el mínimo técnico real, obteniéndose los siguientes resultados:

Setpoint en 23kV (kW)	Salida WTG07 (kW)	Salida 220kV (kW)
500,0	965,3	440
400,0	826,9	323,17
300,0	714,2	133,32
200,0	594,4	153,23
100,0	-0,9	0

Fig.1 Registro del test realizado.

De esta manera se concluye que el mínimo técnico medido en el punto de 23 kV de cada aerogenerador es de 594,4 kW, teniéndose el siguiente sistema equivalente:

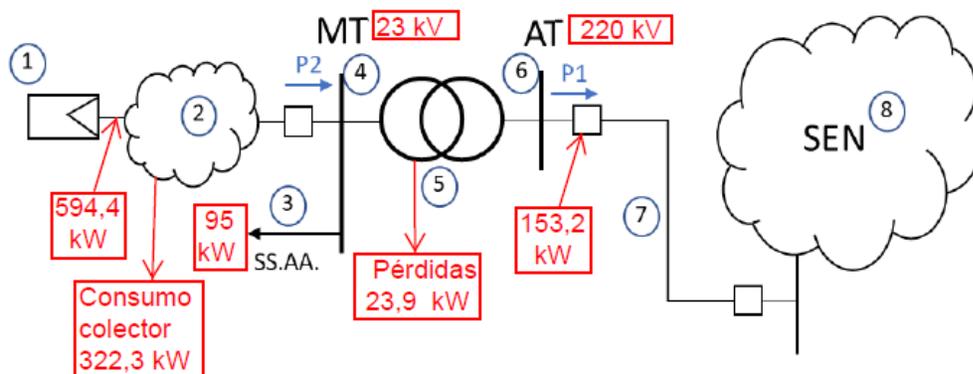


Fig.2 Inyecciones de potencia en puntos de interés

## 2.- Definición de Mínimo Técnico

Según lo establecido en el Artículo 4 del Anexo Técnico “Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras”:

**“Se entenderá por Mínimo Técnico la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente segura y estable inyectando energía al Sistema Interconectado de manera continua”**

## 3.- Antecedentes de la declaración

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 9 del Anexo Técnico “Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras”, a continuación, se muestran los antecedentes técnicos de diseño del Parque Eólico, los registros operacionales, así como otros antecedentes necesarios para justificar el parámetro a formalizar ante el Coordinador Eléctrico Nacional.

### 3.1.- Antecedentes técnicos de diseño

#### 3.1.1.- Antecedentes generales y unilíneal

El Proyecto "Parque Eólico Monte Redondo", está ubicado en la IV Región de Coquimbo, Provincia de Limari, Comuna de Ovalle, Chile y contempla la operación de 24 aerogeneradores VESTAS modelo V90 de 2 MW cada uno, totalizando una potencia bruta de 48 MW. La conexión física se realiza en la estructura N° 264 del Circuito N°1 de la línea 2x220 kV que une las subestaciones Las Palmas y Cebada. En las figuras 1 se muestran los principales componentes de las turbinas, en este caso del tipo máquina de inducción doblemente alimentada (DFIG).

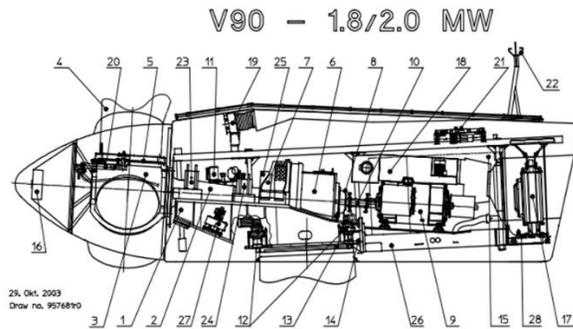
Lo anterior permite que las turbinas eólicas queden en sincronización con la red una vez que estas se han conectado al sistema eléctrico, y teniendo recurso para generar pueden hacerlo dependiendo de la magnitud de dicho recurso. La configuración recién descrita se muestra a continuación en la Figura 2.



ID1641\_PEMR.pdf

Figura N°3: Plano unifilar de Parque Eólico Monte Redondo

### 3.1.2.- Características de las turbinas



1. Front main beam	2. Main shaft
3. Blade hub	4. Blade
5. Blade bearing	6. Gearbox
7. Torque arm	8. Disc brake
9. Generator	10. High speed coupling
11. Hydraulic pump unit	12. Yaw gear unit
13. Yaw ring	14. Yaw sensor
15. Top controller unit	16. Hub controller unit
17. Transformer	18. Generator cooler
19. Oil cooler	20. Hydraulic pitch cylinder
21. Service crane	22. Ultrasonic wind sensor
23. Front main bearing housing	24. Rear main bearing housing
25. Shrink disc	26. Rear nacelle bedplate
27. Converter cooler	28. Trafo foundation

Tabla N° 1: Resumen componentes de las turbinas

El concepto general de una máquina de inducción doblemente alimentada consiste en que la potencia mecánica generada por la turbina de viento es transformada en potencia eléctrica mediante un generador de inducción, y entregada a la red por medio de los devanados de estator y rotor. El devanado rotórico se encuentra conectado a la red mediante convertidores AC/DC/AC (sistema back-to-back), permitiendo el control de magnitud y ángulo del voltaje del anillo rozante de la máquina de inducción.

En contraste con los generadores de inducción convencionales, la potencia eléctrica de una máquina DFIG resulta independiente de la velocidad. Así, se hace posible la existencia de un aerogenerador de velocidad variable permitiendo ajustar la velocidad mecánica a la velocidad del viento, logrando una operación de la turbina en su óptimo aerodinámico para un cierto rango de velocidades. Un esquema típico de estas máquinas se presenta en la Figura N°3.

Variable speed control system

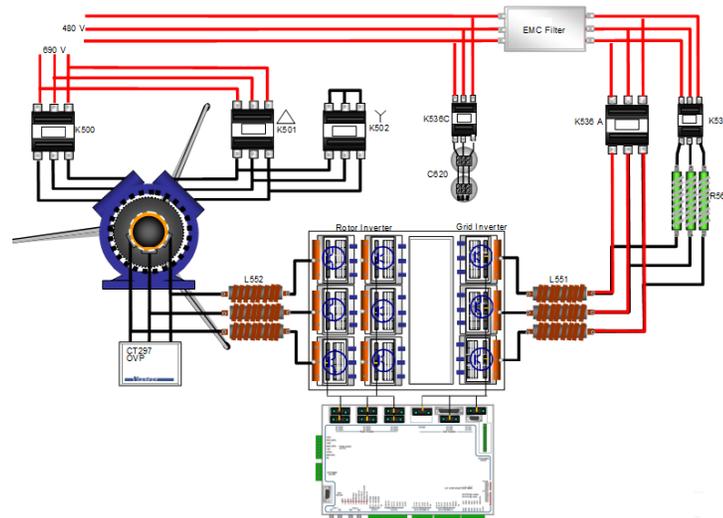
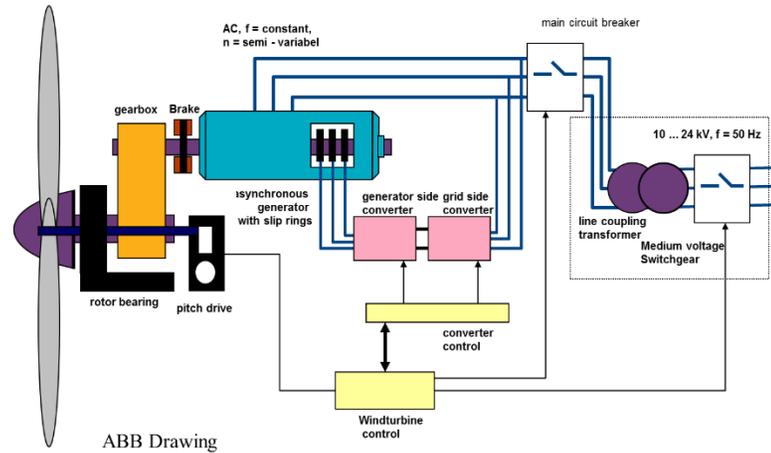


Figura N°3: Esquema de control de velocidad y producción de la turbina (DFIG)



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPONENTES PRINCIPALES	
<b>ROTOR</b>	
Diámetro: 90 m	90m
Área barrida: 6362 m <sup>2</sup>	6362 m <sup>2</sup>
Velocidad nominal del rotor: 14.9 rpm	14.9 rrpm
Rango de velocidad del rotor:	9.0 - 14.9 rpm
Sentido de giro:	horario (vista frontal)
Orientación:	Upwind
Inclinación:	6°
Conicidad de la pala:	2°
Nº de palas:	3
Frenos aerodinámicos:	Giro completo de las palas
<b>PALAS</b>	
Principio:	Valvas unidas al travesaño de soporte
Material:	Fibra de carbono y epoxy reforzado con fibra de vidrio
Unión de las palas:	Vástagos insertados de acero
Perfil de pala:	RISØ P + FFA-W3
Longitud:	44 m
Raíz de la pala	3 512 m
Punta de la pala:	0,391 m
Torsión (raíz/punta de la pala):	17,5°
Peso: Aprox.	6.660 kg
<b>MULTIPLICADORA</b>	
Modelo:	1 etapa planetaria / 2 etapas helicoidales
Ratio:	50 Hz: 1:113,1 +/- 0,2%
Refrigeración:	Bomba de aceite con aceite refrigerante
Radiador de aceite:	2 kW
Filtro de aceite:	25 µm en línea / 3 µm fuera de línea
<b>GENERADOR CON VCS 50HZ</b>	
Potencia nominal:	2,0 MW
Modelo:	Asíncrono con rotor bobinado, anillos colectores y VCS
Tensión: Estator:	690 VCA Rotor: 480 V
Frecuencia:	50 Hz
Nº de polos:	4
Clase de protección:	IP54
Velocidad nominal:	1 680 rpm / 2016 rpm
Factor de potencia nominal por defecto:	1
Rango de factor de potencia:	0,98CAP – 0,96IND (por defecto 1,00).
<b>TRANSFORMADOR</b>	
Potencia nominal:	2 100 kVA
Alta tensión:	6 - 33 kV (50 Hz) (36 kV (Um) tensión del equipo)
Frecuencia:	50 Hz
Grupo vector:	Dyn
Derivaciones – HV :	±2 x 2,5%
Baja tensión:	690 V
Potencia a 690 V	1 902 kVA
Baja tensión:	480 V
Potencia a 480 V	205 kVA

Tabla N°2: Datos principales de las turbinas

## 3.1.3.- Características de los transformadores

Potencia	2.1 MVA
Cantidad	24
Relación de transformación	0,69/23 KV
Impedancia de CoCi	6%
Pérdidas Vacío	3,9 kW
Grupo de conexión	Dyn
Aislamiento	Seco

Tabla N°3: Especificaciones de los transformadores BT-MT

Potencia	44 MVA
Cantidad	1
Relación de transformación	23/220 KV
Pérdidas vacío	23,9 kW
Pérdidas plena carga	279,83 kW
Impedancia de CoCi	12,6%
Grupo de conexión	Ynd1
Aislamiento	Aceite

Tabla N°4: Especificaciones de los transformadores MT-AT

## 3.1.4.- Curva de potencia garantizada de la turbina

De acuerdo a información de diseño, el fabricante Vestas, ha indicado que para los 4/ms se tiene un valor de energía sobre 0. Esto puede verse en la tabla N°5, de donde se puede obtener la curva de potencia garantizada.

**Planilla 1 al Anexo 6: Cálculo de Producción de energía garantizada (“WPO”)**

La curva de energía garantizada es valida por un promedio anual de densidad de aire de [1.15] kg/m<sup>3</sup>

**Media anual de velocidad del viento = [6.9] metros por segundo**

Horas al año = 8760 hours

**A (parametro de escala Weibull) = [ 7.7 ] metros por segundo**

**K (Curva del parametro de Weibull) = [ 2.14 ] metros por segundo**

<u>A</u>	<u>B</u>	<u>C</u>	<u>D</u>
<u>Velocidad del Viento m/s</u>	<u>Distribucion Nominal del Viento (“NWD”) (horas por años)</u>	<u>Curva de Energia Garantizada</u>	<u>Produccion Teorica in kWh</u>
<u>0.0</u>	0	<u>[ 0 ]</u>	0
<u>1.0</u>	109.65	0	0
<u>2.0</u>	364.41	0	0
<u>3.0</u>	614.21	0	0
<u>4.0</u>	820.26	84	68.9
<u>5.0</u>	958.33	186	178.25
<u>6.0</u>	1017.31	338	343.85
<u>7.0</u>	999.31	550	549.62
<u>8.0</u>	917.55	832	763.4
<u>9.0</u>	792.26	1177	932.49
<u>10.0</u>	645.75	1541	995.1
<u>11.0</u>	498.11	1840	916.53
<u>12.0</u>	364.24	1972	718.29
<u>13.0</u>	252.79	1997	504.83
<u>14.0</u>	166.65	2000	333.3
<u>15.0</u>	104.42	2000	208.83
<u>16.0</u>	62.2	2000	124.4
<u>17.0</u>	35.24	2000	70.48
<u>18.0</u>	18.99	2000	37.98
<u>19.0</u>	9.73	2000	19.47
<u>20.0</u>	4.75	2000	9.49
<u>21.0</u>	2.2	2000	4.4
<u>22.0</u>	0.97	2000	1.94
<u>23.0</u>	0.41	2000	0.81
<u>24.0</u>	0.16	2000	0.33
<u>25.0</u>	0.06	2000	0.12
<u>No Aplicable</u>	<u>TOTAL NWD</u>	<u>No Aplicable</u>	<u>TOTAL WPO</u>

A: Bin de Velocidad del viento (m/s)

B: Distribución de la velocidad del viento en bins completos m/s (Horas/Año)

C: Distribución de la velocidad del viento en medios bins m/s (Horas/Año)

**Tabla 5: Tabla para Curva de potencia garantizada**

3.1.5.- Antecedentes técnicos que respalden y expliquen el comportamiento esperado o desempeño registrado.

Las turbinas V.90 de Vestas, cuentan con un software de control denominado VOB (Vestas Online Business), el que a su vez posee una subrutina de control de potencia activa y reactiva (Modulo PRM, detallado en Anexo 2), el que es utilizado indistintamente de manera manual como de manera automática. Para el primer caso, el sistema PRM puede asignar una potencia de salida a nivel de parque, modificando de acuerdo al recurso disponible la generación de cada aerogenerador. Para el segundo caso, el Módulo PRM interactúa de manera automática con el sistema de control de transferencias ERAG/EDAG Maitencillo-Guacolda. Este último, desde la Celda de Control envía en forma dinámica la consigna de potencia activa que controla la producción del parque en función de la capacidad de transmisión disponible en todo momento. Adicionalmente, y en forma también dinámica se entrega retroalimentación que indica la potencia generable del parque en función del recurso eólico disponible y disponibilidad de unidades.

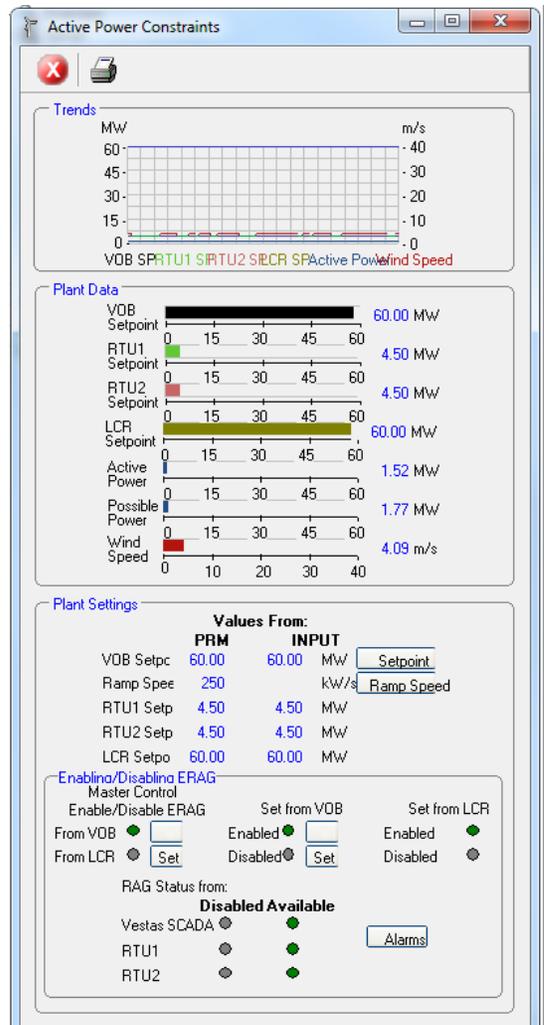


Figura N°4: Interfaz Modulo de control de potencia activa (PRM)

Adicionalmente, según datos del fabricante, en condiciones de viento superiores a 5 m/s y bajo los 17m/s, es posible mantener la turbina a un mínimo del 25% de su Potencia Nominal (500 kW). Para valores inferiores de viento no se puede mantener dicha potencia de salida en forma estable, lo que se comprueba al momento de decaer la producción cuando la velocidad de viento baja de los 5 m/s.

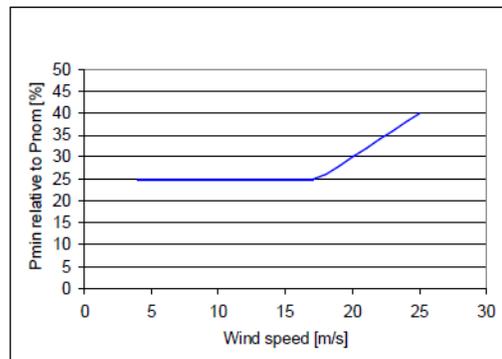


Figura 5: Salida mínima de potencia activa dependiendo de la velocidad del viento.

Es importante notar que el fabricante indica en documento adjunto los riesgos y la disminución de la vida útil de la turbina al llevarlo a estos valores.



Tech Memo - Engie -  
Tech min active power

### 3.1.6.- Capacidad de control de reactivos

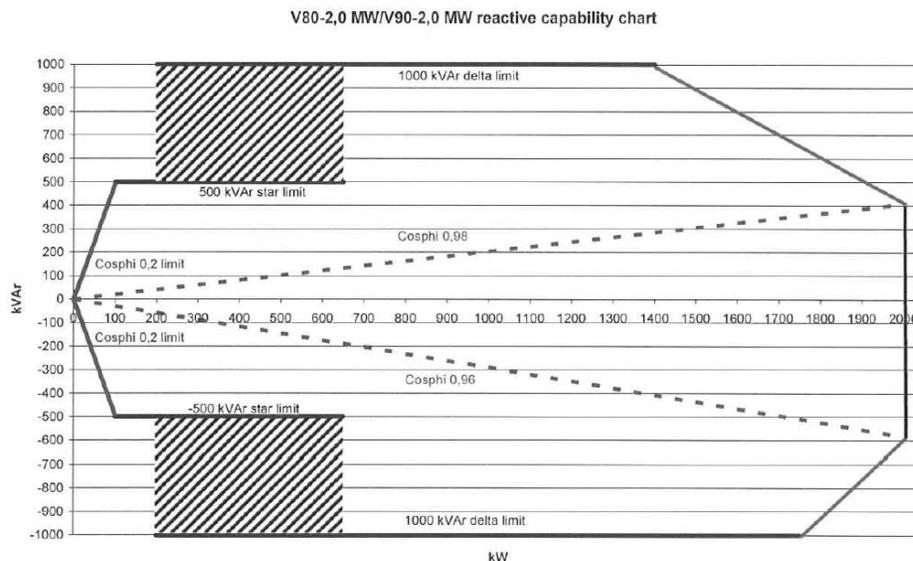


Figura 6: Capacidad de control de reactivos.



La capacidad de control de reactivos es mostrada en la figura 6. La potencia reactiva es producida por el rotor del convertidor, y en particular la turbina V.90 es capaz de operar en modo de factor de potencia fijo en un rango de 0.98 capacitivo a 0.96 inductivo medidor en la salida de baja tensión de la turbina (690VAC) y con 100% de potencia activa, sin embargo, se puede tener otra salida de reactivos en desmedro de la potencia activa. De igual manera, la turbina V.90 tambien puede operar en modo potencia reactiva fija. En el modo de potencia reactiva fija, la turbina puede absorber hasta 1000 kVAr, siempre que el generador esté en Delta (velocidades de viento altas), sin embargo, con una salida de potencia reducida cerca de la salida de potencia nominal. Cuando el estator está en conexión en estrella, la potencia reactiva máxima es de 500 kVAr.



Datos electricos de las turbinas.pdf

(ver pags. 8 y 9/28)

#### 4.- Parámetros de potencia activa y pérdidas de Parque Solar

Los flujos de potencia indicados en la Figura N° 2 del Resumen Ejecutivo se respaldan con la información indicada a continuación:

Usando el Control local del parque con consigna señalada anteriormente, se obtienen los siguientes valores:

Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) de la central.

Con el Control de Planta, la potencia activa inyectada en la barra MT es:

$$P2 = 594,4 - 322,3 - 95 = 177,1 \text{ kW}$$

Potencia activa mínima inyectada a la salida del transformador de la turbina

Este dato se obtiene de manera directa revisando la información registrada en el sistema SCADA, correspondiendo a 594,4 kW (@ 23 kV). Se adjunta imagen con datos recogidos:

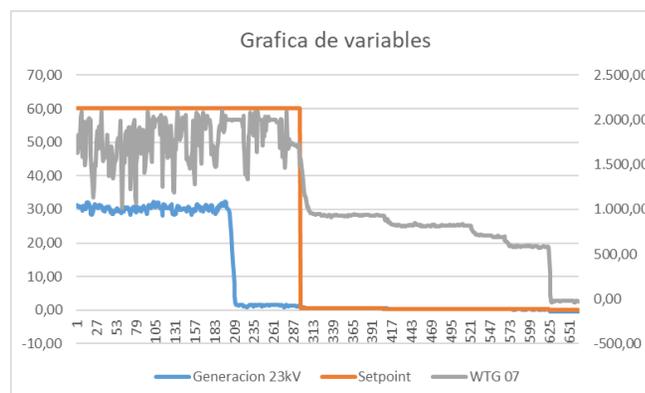


Fig. 8. Grafica de variables.

Pérdidas activas en el transformador de poder de la central.

La pérdida de potencia en el transformador de 44 MVA de Trafo, según archivos adjuntos de test realizados:

**Ptrafo = 250,32 kW (a plena carga)**

**Ptrafo = 23,90 kW (vacío)**

**Se considera de esta forma 23,9 kW**



Trafo

40MVA\_Perdidas Vací



Trafo

40MVA\_Perdidas Pler

Servicios Auxiliares de la central.

Consumo SS/AA, se obtienen directamente de equipo de medida ubicado en S/E, del cual se indica registro de **~95 kW** ( $42,55+33,69+16,72= 92,96\text{kW}$ ) según se indica en figura N°9:



Figura N°9: Servicios auxiliares Parque Eólico

Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) de la central.

Según lo mostrado en la Figura N°1 del Resumen Ejecutivo, este valor se midió durante la prueba del 06 de agosto siendo igual a 152,23 kW.

### Pérdidas en el sistema colector del parque ERNC.

Las pérdidas del sistema colector del parque se calcula a partir de la información medida o calculada anteriormente:

- Se tiene la medición de la potencia en 23 kV que es igual a 594,4 kW,
- Se tiene el consumo medido de SSAA que es igual a 95 kW,
- Se tienen las pérdidas calculadas en el trafo de 220 kV, las que son igual a 23,9 kW, y
- Se tiene el valor medido de la potencia neta en lado de 220 kV, que es igual a 153,2 kW

Por lo tanto, las pérdidas en el sistema colector está dado por:

Pérdidas en el sistema colector =  $594,4 - 95 - 23,9 - 153,2 = 322,3$  kW.

Desglosando las pérdidas del sistema colector, se tiene lo siguiente:

- |  |                |             |
|--|----------------|-------------|
| • <b>Hydraulic motor</b>   | <b>18.5 kW</b> |             |
| • <b>Yaw motors 4 x 2.2 kW</b>   | <b>8.8 kW</b>  |             |
| • <b>Oil heating 3 x 0.65 kW</b>   | <b>1.95 kW</b> |             |
| • <b>Controller (inclusive heating elements for hydraulic and all controllers)</b> |                | <b>Max.</b> |
| • <b>5.5 kW</b>  |                |             |
| • <b>HV transformer located in the nacelle has a no-load loss of</b>               | <b>3.9 kW</b>  |             |

Lo que en promedio es de 10kW por aerogenerador de acuerdo a lo informado por fabricante y se estima este mismo valor, extrapolando a las 24 unidades, se tienen 240kW de pérdidas por consumos internos.

En virtud de lo anterior, se presume que las pérdidas por distribución y cableado del sistema colector son:

$$P_{\text{dist+cableado}} = 322,3 - 240 = 82,3 \text{ kW}$$

- 

## 5.- Conclusión

En base a los resultados presentados, se concluye lo siguiente:

- a) Para cada generador eólico de la central, se tiene que el valor del mínimo técnico medido a la salida de la nacelle es igual a 594,4 kW y el mínimo técnico neto medido en el punto de inyección a 220 kV es de 153,2 kW.

- b) Se evidencia que el punto de control de la consigna de potencia se encuentra a la salida de la nacelle, justo después del trafo de 23 kV.
- c) En presencia de recurso eólico, la unidad puede operar con 1 sólo aerogenerador o con varios de ellos, por lo que el valor del mínimo técnico bruto y mínimo sería igual a los valores presentados en el inciso a) multiplicados por el número de unidades que se requieran en operación.